



Aalborg Universitet

AALBORG UNIVERSITY  
DENMARK

## Teknisk-økonomisk vurdering af kraftvarmepumpe-koncept til Dronninglund Fjernvarme A.m.b.A

Blarke, Morten Boje

*Publication date:*  
2006

*Document Version*  
Også kaldet Forlagets PDF

[Link to publication from Aalborg University](#)

*Citation for published version (APA):*  
Blarke, M. B. (2006). *Teknisk-økonomisk vurdering af kraftvarmepumpe-koncept til Dronninglund Fjernvarme A.m.b.A*. Institut for Samfundsudvikling og Planlægning, Aalborg Universitet.

### General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal -

### Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us at [vbn@aub.aau.dk](mailto:vbn@aub.aau.dk) providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

# NOTAT

## Teknisk-økonomisk vurdering af kraftvarmepumpe-koncept til Dronninglund Fjernvarme A.m.b.A.

UDKAST



Institut for Samfundsudvikling og Planlægning  
Morten Boje Blarke, Ph.D. Studerende  
September 2006

# Indholdsfortegnelse

<b>INDHOLDSFORTEGNELSE .....</b>	<b>2</b>
<b>FORORD .....</b>	<b>3</b>
<b>SAMMENFATNING .....</b>	<b>4</b>
<b>1. GENERELLE TEKNISK-ØKONOMISKE FORUDSÆTNINGER.....</b>	<b>5</b>
1.1 OVERORDNEDE FORUDSÆTNINGER OG MODELANVENDELSE.....	5
1.2 NUVÆRENDE VARMEPRODUKTION OG ENERGIANLÆG.....	5
1.3 BRÆNDELSPRISER.....	6
1.4 ELAFREGNING.....	8
1.5 ENERGI- OG MILJØAFGIFTER.....	9
<b>2. KRAFTVARMEPUMPE-KONCEPTET .....</b>	<b>10</b>
<b>3. TEKNISK-ØKONOMISKE ANALYSERESULTATER.....</b>	<b>12</b>
3.1 NUVÆRENDE DRIFT MED ”BEREGNET VARMELAGER” .....	12
3.2 NUVÆRENDE DRIFT MED ”NOMINELT VARMELAGER” .....	14
3.3 DRIFT MED ”KRAFTVARMEPUMPE” OG BEREGNET VARMELAGER .....	15
3.4 MILJØ, SAMFUNDSØKONOMI, STATSFINANSER – ARGUMENTER TIL DEN ENERGIPOLITISKE DEBAT ..	16
<b>4. AVANCEREDE ALTERNATIVER .....</b>	<b>19</b>

## Forord

Med udgangspunkt i undertegnedes og Dronninglund Fjernvarmes (DFV) deltagelse på Ingeniørforeningens møde i Aalborg, og efterfølgende oplæg til samarbejde, har DFV, Advansor, og undertegnede, gennemført en indledende undersøgelse og vurdering af perspektiverne for installation af dels varmepumpe, dels elanvendelse i forbindelse med Dronninglunds eksisterende fjernvarmeproduktion.

Informationer er indsamlet og analyser gennemført i perioden august-september 2006.

Analyser i dette notat er gennemført med Energi- og miljødatas EnergyPRO model samt med undertegnedes COMPEED model. I forhold til en sædvanlig selskabsøkonomisk analyse og investeringsanalyse, giver især COMPEED modellen mulighed for at inddrage miljømæssige, samfundsøkonomiske, og statsfinansielle konsekvenser i en integreret og konsistent vurdering.

Analysemodeller og datafiler er tilgængelige for DFVs brug.

Vurderingen, der hermed afrapporteres, gør det ikke ud for en konsulentrapport, men kan indgå som vejledende materiale i DFVs bestræbelser på at forbedre selskabets planlægning og drift. Der tages forbehold for fejl og mangler.

Advansor har rapporteret i eget notat.

Med venlig hilsen



Morten Boje Blarke  
Ph.D. Fellow, M.Sc. Eng.  
Department of Development and Planning  
Fibigerstraede 13, DK-9220 Aalborg, Denmark  
Phone: +45 9635 7213  
<http://www.plan.aau.dk/~blarke>

## Sammenfatning

Opsummeret i 5 hovedpunkter, peger undersøgelsen på, at:

1. Det undersøgte kraftvarmepumpe-koncept, der baserer sig på en forenklet driftsstrategi, ikke er selskabsøkonomisk rentabelt for Dronninglund Fjernvarme. Mere avancerede driftsstrategier kan være rentable.
2. Det er ikke investeringsomkostningen, der er udslagsgivende for at det undersøgte kraftvarmepumpe-koncept ikke er selskabsøkonomisk rentabelt, men den konsekvens, som varmepumpen har for elsalget. Naturgasforbruget reduceres med DKK 442,000 årligt, mens indtægter fra elsalg reduceres med DKK 498,000 årligt som følge af den ændrede driftsstrategi af gasmotor. Der opnås således ikke en driftsøkonomisk besparelse med dette koncept. Igen skal det understreges, at der er regnet på et forenklet koncept, der ikke muliggør forskudt drift af varmepumpe.
3. Der er stor usikkerhed om naturgasprisens fremtidige udvikling, hvilket har afgørende betydning for rentabiliteten af investeringer, der fortrænger naturgasanvendelse. Den aktuelle naturgaspris gør at kedeldrift selskabsøkonomisk er 20 % billigere end gasmotordrift i højlast.
4. Det har ikke været muligt at eftervise den aktuelle driftsstrategi med det oplyste varmelagervolumen på 865 m<sup>3</sup>. Den aktuelle driftsstrategi – målte værdier – kan alene eftervises ved at anvende et korrigeret ”beregnet varmelagervolumen” på 500 m<sup>3</sup>. Dette tyder på at det eksisterende varmelager ikke fungerer optimalt. I den aktuelle situation har det dog ikke betydning for varmeproduktionsprisen, da et større varmelager alene giver mulighed for at øge produktionen i højlast, hvor kedeldrift aktuelt er billigere, som nævnt i punkt 3. Når naturgasprisen igen – som Energistyrelsen forventer – falder – vil et velfungerende varmelager bidrage til øge elproduktionen i højlast.
5. Og i den energipolitiske debat kan det være interessant at notere, at der til trods for statens mistede reducerede indtægter afgifter som følge af et reduceret naturgassalg, vil være et statsfinansielt overskud på DKK 350,000 p.a. ved investering og drift af kraftvarmepumpe-anlægget, hvilket især skyldes en antagelse om mer-beskæftigelse. Samtidig kan der være grund til at notere sig, at, under forudsætning af at den reducerede elproduktion på kraftvarmepumpe-anlægges opvejes af produktionsenheder indenfor CO<sub>2</sub>-kvotesystemet, reduceres anlæggets og systemets CO<sub>2</sub> emissioner med 5 %. CO<sub>2</sub>-skyggeprisen andrager på denne baggrund DKK 1.082 per ton CO<sub>2</sub>.

# 1. Generelle teknisk-økonomiske forudsætninger

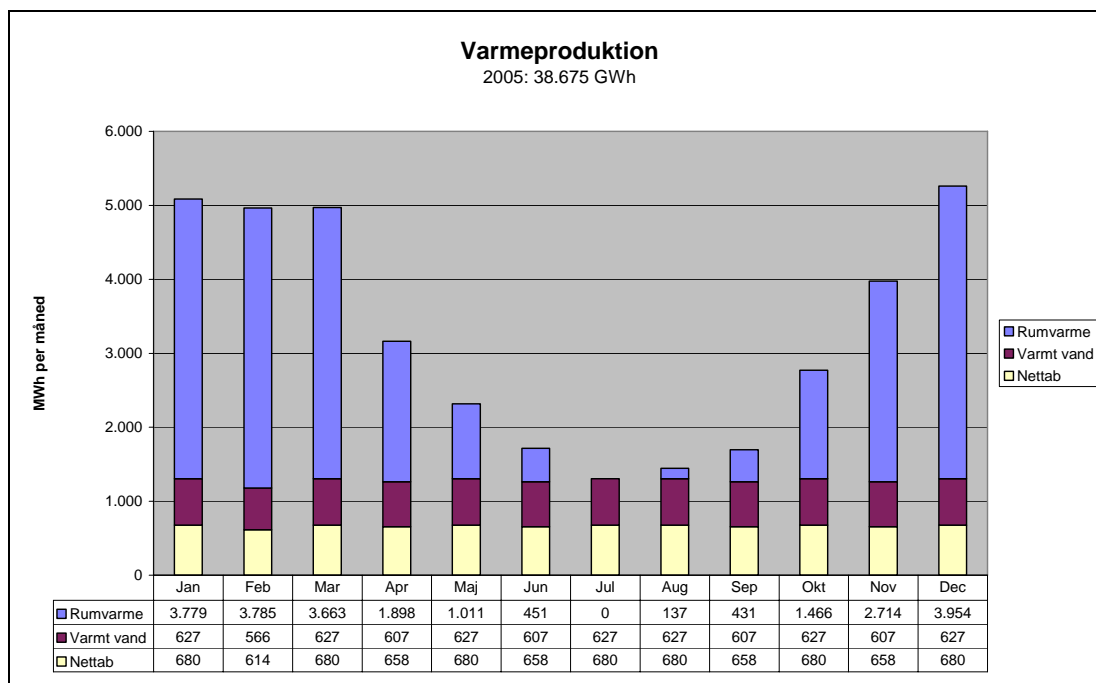
## 1.1 Overordnede forudsætninger og modelanvendelse

Følgende primære forudsætninger kan have betydning:

- Planperioden er på 20 år.
- Alle priser er angivet i danske kroner (DKK), faste priser (2006), hvis ikke andet er angivet.
- Inflationsraten er 3 % p.a.
- Den samfundsøkonomiske kalkulationsrente er 6 % p.a. realt.
- Den selskabsøkonomiske kalkulationsrente er 15 % p.a. realt.

## 1.2 Nuværende varmeproduktion og energianlæg

Figur 1 viser varmeproduktionens fordeling på rumvarme, varmtvandsforbrug og nettab. Varmeproduktion og fordeling antages konstant over planperioden.



Figur 1: Nuværende fordeling af varmeproduktion.

Nedenstående tabeller indeholder forudsætninger vedrørende nuværende produktionsenheder.

<b>Gasmotorer</b>	<b>Værdi</b>
Motoranlæg	4 stk. Caterpillar
Eleffekt	4 x 870, i alt 3.480 kW
Elvirkningsgrad (årsnytte)	33,24 % (nominelt 35,15 %, egetforbrug andrager 5,8 % af elproduktion jvf. DFVs opgørelse til Energistyrelsen)
Varmevirkningsgrad (årsnytte)	58,57 % (baseret på DFVs opgørelse til Energistyrelsen)
Brændsel, brændværdi	Naturgas, 39,6 GJ per ton
Udetider	8 dage årligt per motor, forskudt i perioden januar til april.
D&V	DKK 80 per MWh-el

<b>Spidslastkedler</b>	<b>Værdi</b>
Varmeeffekt	15,1 MW
Virkningsgrad (årsnytte)	93,0 %
Brændsel, brændværdi	Rapsolie, 36,5 GJ per ton
D&V	DKK 5 per MWh-varme

<b>Varmelager</b>	<b>Værdi</b>
Volumen	500 m <sup>3</sup> <sup>1</sup>
Temperaturdifference	40 °C
Udnyttelsesgrad	90 %
Kapacitet	20,9 MWh

### 1.3 Brændselspriser

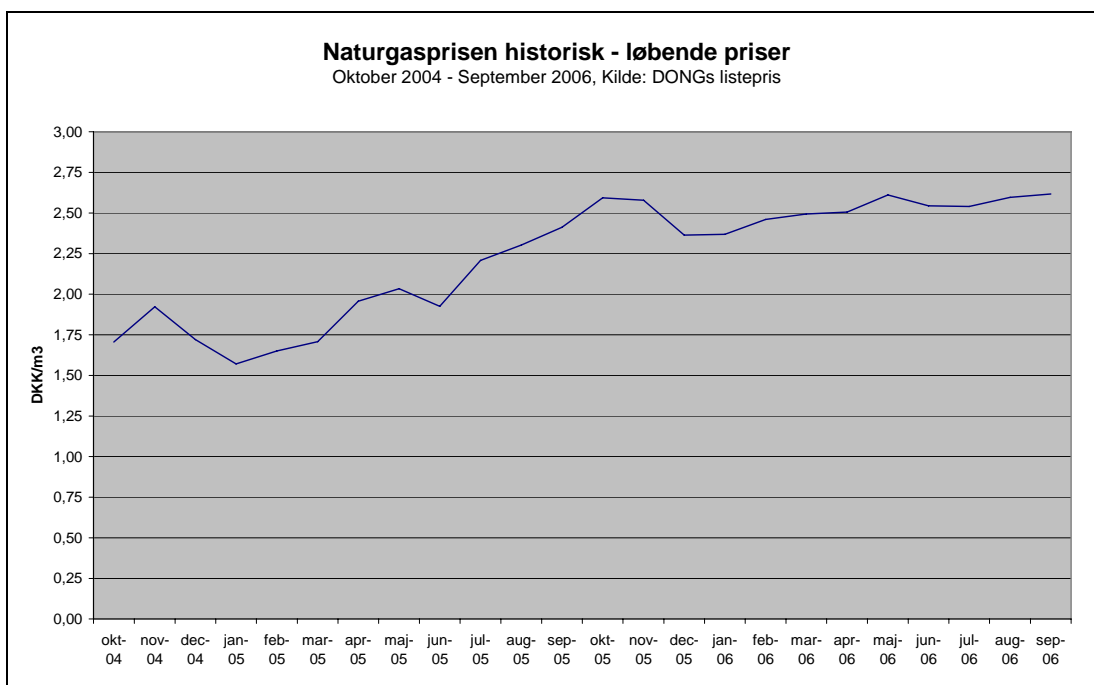
”Rapsolie”-prisen er aktuelt DKK 2.500 per ton, antages konstant i faste priser over planperioden.

DFV har leveringsaftale med DONG. I beregningen anvendes en naturgaspris inkl. distributionsafgift i 2006 på 2,66 DKK/m<sup>3</sup><sup>2</sup>. Denne pris er 7 % under DONGs aktuelle listepriis inkl. distributionsafgift, der aktuelt udgør 2,836 DKK/m<sup>3</sup> (september 2006), hvoraf distributionsafgiften udgør 0,219 DKK/m<sup>3</sup><sup>3</sup>. Listepriisen viser en stigende tendens (Figur 2). Fremtidens naturgaspris er i væsentlig grad af betydning for rentabiliteten af investeringer, der øver indflydelse på forbruget af naturgas. Energistyrelsens seneste brændselsprisprognose fremgår af Figur 3.

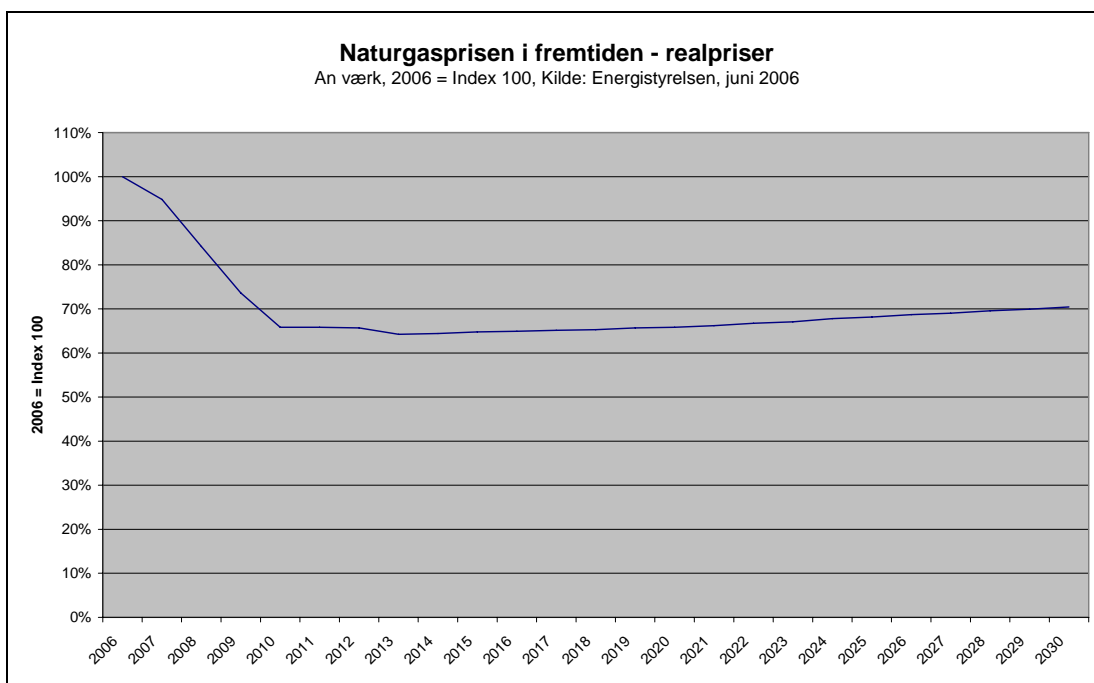
<sup>1</sup> Nominelt 865 m<sup>3</sup>, men analyser i EnergyPRO indikerer at varmelagret ikke fungerer optimalt. Den forventede/målte driftskaraktistik opnås ved anvendelse af et volumen på 500 m<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Antaget at være inkl. distributionsafgift.

<sup>3</sup> For et aftag på mellem 300.000 og 10 mio. m<sup>3</sup> p.a.



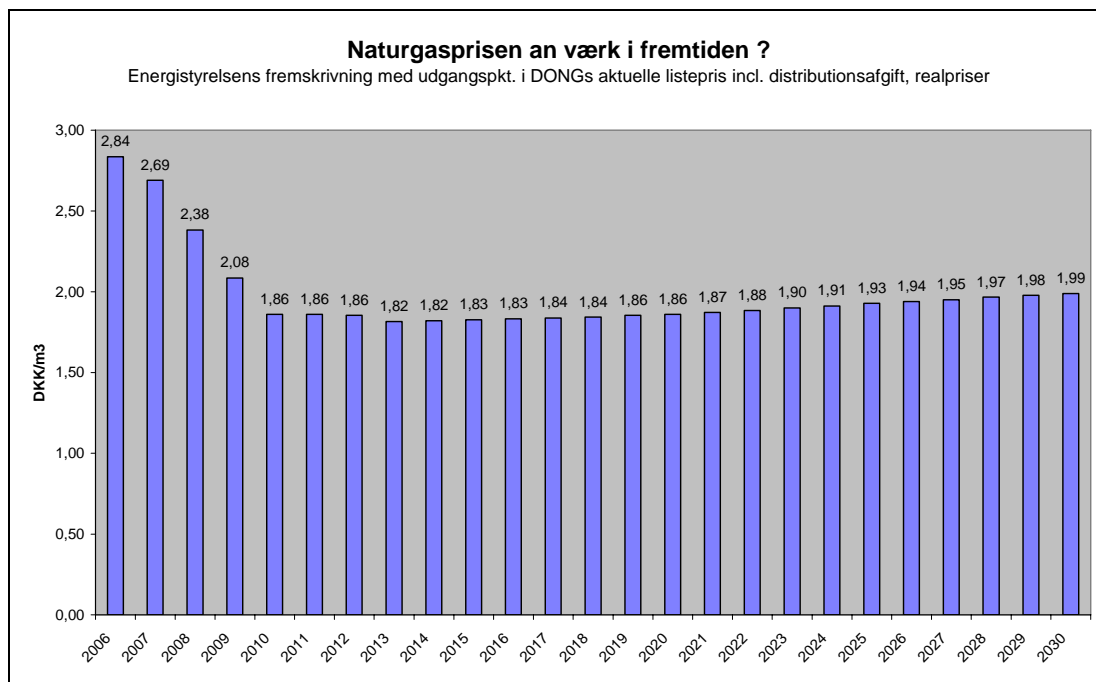
**Figur 2: DONG listepriis for naturgas, historisk.**



**Figur 3: Energistyrelsens fremskrivning af naturgasprisen, realt, indekseret..**



For så vidt Energistyrelsens fremskrivning er realistisk og vil blive afspejlet i listepriisen hos DONG, svarer det til at naturgasprisen falder fra det aktuelle niveau på DKK 2,84 per m<sup>3</sup> til DKK 1,86 per m<sup>3</sup> i 2010 (Figur 4).



Figur 4: Fremskrivning af listepriisen baseret på Energistyrelsens fremskrivning af naturgasprisen.

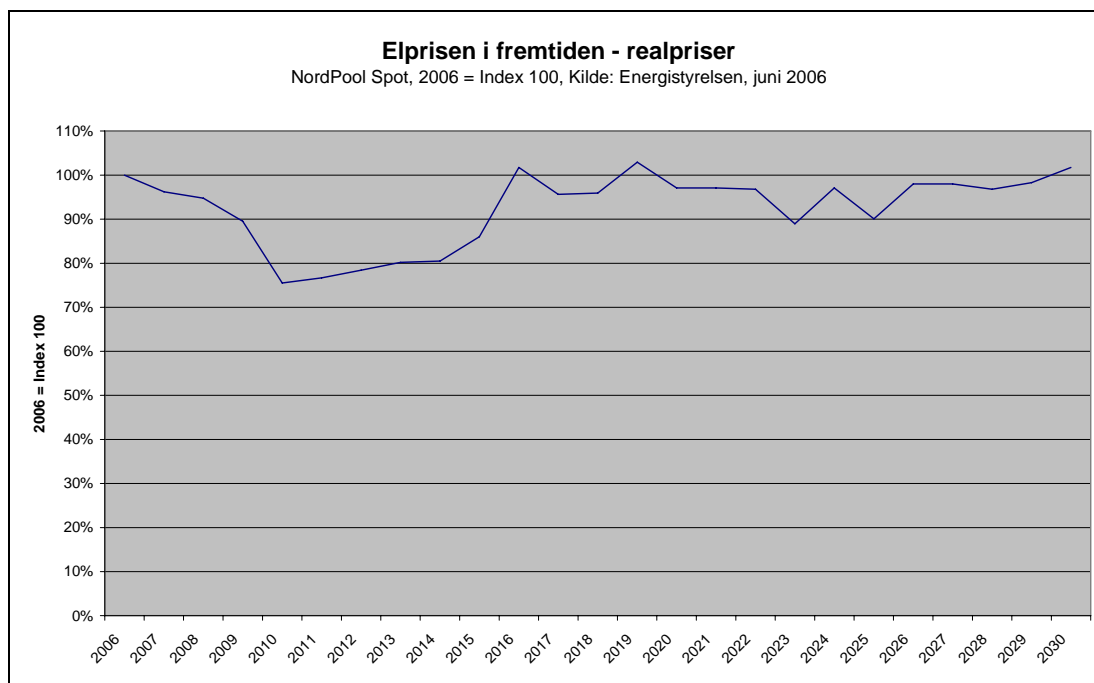
## 1.4 Elafregning

DFV afregner efter tre-ledstariffen, gammel aftale. Tre-ledstariffen må forventes oppebåret foreløbigt, måske frem til 2019, parallelt med aktuelle garantier for ydelse af individuelt pristillæg.

Periode	Lavlast	Højlast	Spidslast
November til februar	21:00 – 06:30	06:30 – 07:30 12:00 – 17:00 18:30 – 21:00	07:30 – 12:00 17:00 – 18:30
Marts til oktober	21:00 – 06:30	06:30 – 07:30 12:00 – 21:00	07:30 – 12:00
<b>Elafregningspris (DKK per kWh)</b>	<b>0,783</b>	<b>0,430</b>	<b>0,168</b>

DFV modtager desuden et elproduktionstilskud på 8 øre pr. kWh, dog højst DKK 640,000 p.a., der antages oppebåret. Der er ingen sikkerhed for elproduktionstilskuddets fremtidige oppebærelse.

Alternativet til tre-ledstariffen er markedsvilkår med pristillæg. Det forhold, at der er tale om elafregning efter gammel aftale, samt med henvisning til Energistyrelsens forventninger til fremtidens el-spotmarked (Figur 5), gør, at der på kort sigt må formodes ikke at være grundlag for overgang til afregning på markedsvilkår, hvilket dog kræver detaljerede driftsøkonomiske analyser for at kunne underbygge.



Figur 5: Energistyrelsens fremskrivning af elspot, realt, indekseret.

## 1.5 Energi- og miljøafgifter

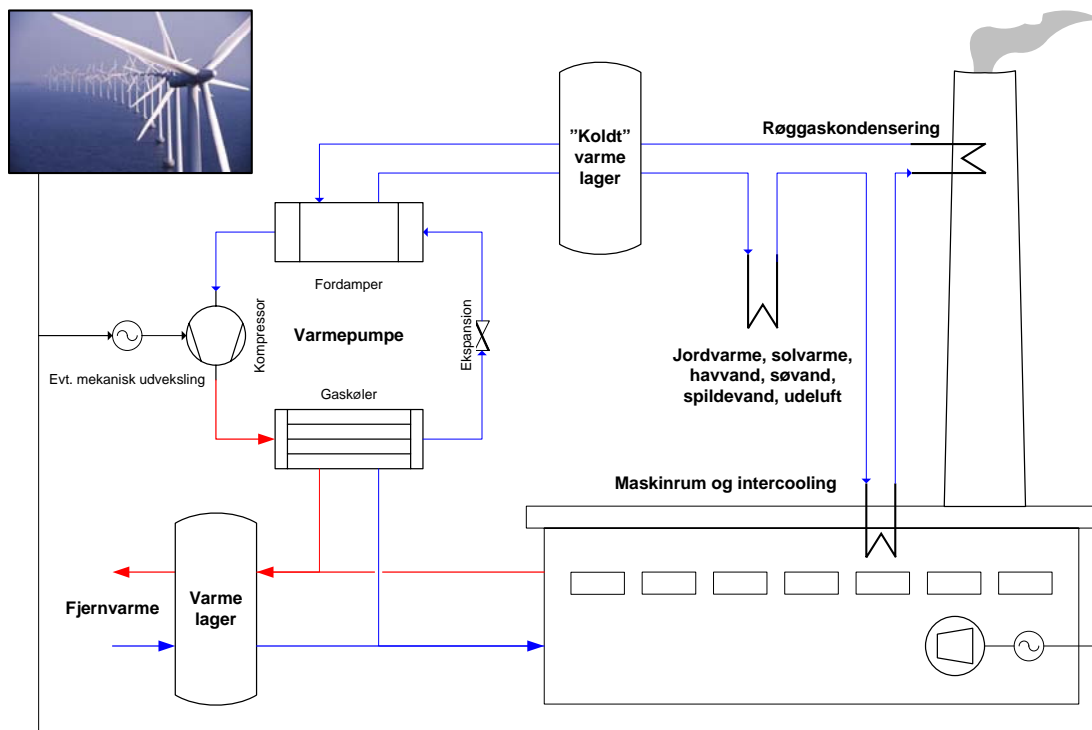
Energiafgift på naturgasanvendelse til varmeproduktion er DKK 2,042 per Nm<sup>3</sup> naturgas, konstant i faste priser.

CO<sub>2</sub>-afgift på naturgasanvendelse til varmeproduktion er DKK 0,198 per Nm<sup>3</sup> naturgas, konstant i faste priser.

Varmevirkningsgrad-metoden (V-formlen) anvendes ved fordeling mellem el- og varmeproduktion med en værdi på 1,25.

## 2. Kraftvarmepumpe-konceptet

Kraftvarmepumpe-konceptet går i korte træk ud på at udnytte røggassen fra gasmotorerne ved kondensering fra 60 °C til 30 °C som lavtemperaturkilde i en højeffektiv transkritisk varmepumpe, der anvender CO<sub>2</sub> som kølemiddel under højt tryk. Anden lavtemperaturkilde kan også indgå.



**Figur 6: “Kraftvarmepumpe”-konceptet. Det “kolde” varmelager og dermed muligheden for forskudt produktion på eldrevne varmepumpe indgår ikke i nærværende analyse. Der antages i nærværende analyse alene samtidig drift af varmepumpe og gasmotorer, samt mekanisk, omend kapacitetsreguleret udveksling herimellem.**

En væsentlig konsekvens af kraftvarmepumpekonceptet er en bedre udnyttelse af naturgassens energiindhold, for DFVs vedkommende øges kraftvarmeenhedens totalvirkningsgrad i den konkrete drift fra 91,81 % til 96,84 %, baseret på nedre brændværdi. Teoretisk set kan der opnås højere virkningsgrader, hvilket formodes at kunne opnås ved at reducere bindingen til varmebehovet.

Idet der aktuelt ikke er skatteteknisk basis for at anvende egenproduceret elektricitet til at drive en fjernvarmeproducerende varmepumpe, anvendes forudsætninger for en hydraulisk udveksling mellem gasmotorer og varmepumpe, der sammen med

mekanisk kapacitetsregulering 25 - 100 %<sup>4</sup> betyder, at varmepumpen drives, når mindst en gasmotor er i drift.

<b>Kraftvarmepumpe 1 MW-varme</b>	<b>Anslået anlægsomkostning (DKK)</b>
Varmepumpe samlet	3.000.000
Mekanisk kapacitetsregulering 25-100 %	100.000
Udskiftning af skorstenskerne	500.000
Fælles ny LT veksler <sup>5</sup>	700.000
<b>Samlet anlægsudgift</b>	<b>4.300.000</b>
Samlet anlægsudgift per MW-el	16.700.000

Antaget levetid på investering er 20 år. D&V omkostninger antages at stige til DKK 90 per MWh netto-elproduktion.

I et mere avanceret koncept skal varmepumpen kunne drives elektrisk af gasmotorer kombineret med mulighed for køb af el fra elnettet, herunder indkøring på balancemarkedet. Dette koncept vil kunne øge DFVs robusthed overfor kortsigtede forandringer i el- og gasmarkedet.

Et mere avanceret koncept kræver fuldt udbygget adgang til en lavtemperatur varmekilde, der er tilgængelig selvom gasmotorerne ikke er i drift. Dette kunne opnås ved lagring af røggasvarme eller/og ved etablering af jordvarmeanlæg. Et jordvarmeoptag af den udlagte størrelse vil anslået nå et samlet omfang på 23 km, og koste DKK 1,2 mio. at etablere.<sup>6</sup> En lagertank til røggasvarme på 535 m<sup>3</sup> ville fuldt lagret muliggøre drift af varmepumpe i 24 timer uden samtidig kraftvarmeproduktion, og kan anlægges for DKK 400.000.<sup>7</sup>

---

<sup>4</sup> Ved koblingsarrangement eller overstrømningsventiler.

<sup>5</sup> Anslået DKK 500.000-700.000.

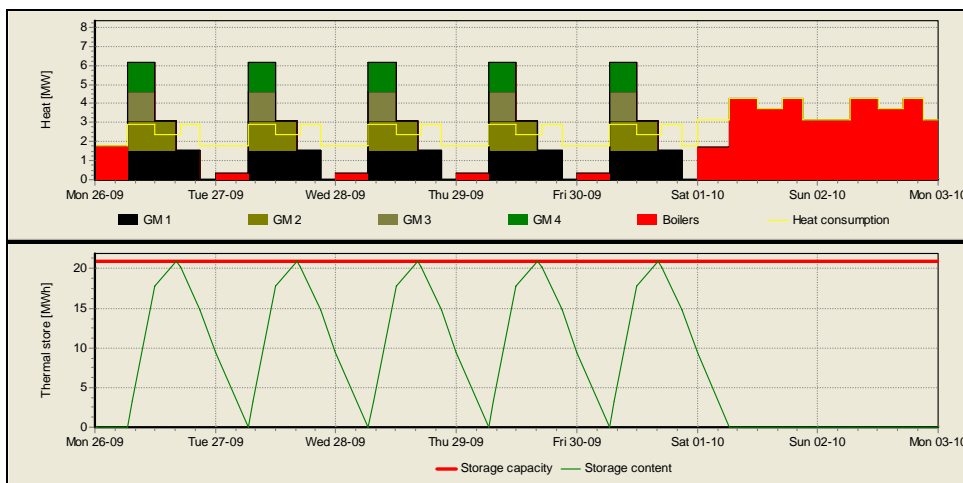
<sup>6</sup> Dimensionerende varmeoptag på 698 kW, 30 W/m, DKK 50 per m. Svarer i øvrigt til DKK 5 mio. per MW-el. Ekskl. evt. arealbehov. Hvad er arealbehovet for et sådant anlæg?

<sup>7</sup> Temperaturdifference 30°C (30°C-60°C), lagringskapacitet 16,7 MWh ved udnyttelsesgrad på 90 %, DKK 750 per m<sup>3</sup>. Svarer i øvrigt til DKK 1,5 mio. per MWe. Ekskl. evt. arealbehov.

### 3. Teknisk-økonomiske analyseresultater

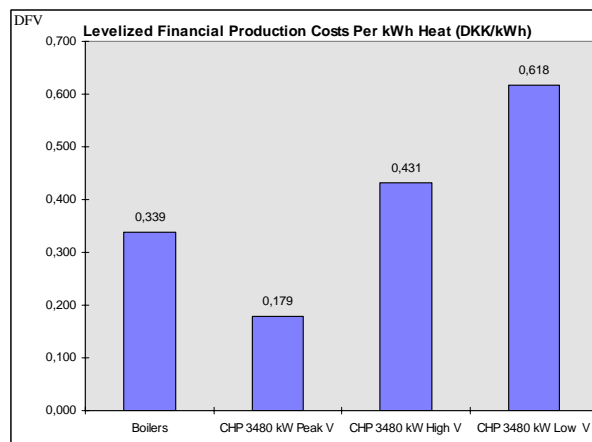
#### 3.1 Nuværende drift med "beregnet varmelager"

Figur 7 viser aktuel uges driftsprofil for værk med beregnet varmelager (se fodnote 1).



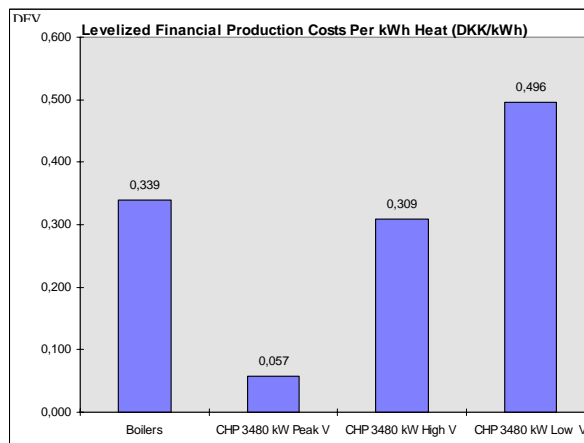
**Figur 7: Driftsprofil (varmeproduktion og varmelager) for uge 39 med 500 m<sup>3</sup> varmelager.**

Figur 8 viser de beregnede balancerede varmeproduktionspriser for forskellige produktionsenheder, når naturgasprisen antages at være konstant i faste priser. Det fremgår, at produktionsprisen på spidslastkedlerne i dette scenarium ligger godt 20 % under produktionsprisen på gasmotorerne i højlast. Dette afspejler den aktuelle omkostningssituation og indikerer at der vil være en driftsøkonomisk besparelse i at overgå til kedeldrift i højlastperioder, for så vidt det er forsvarligt i praksis.



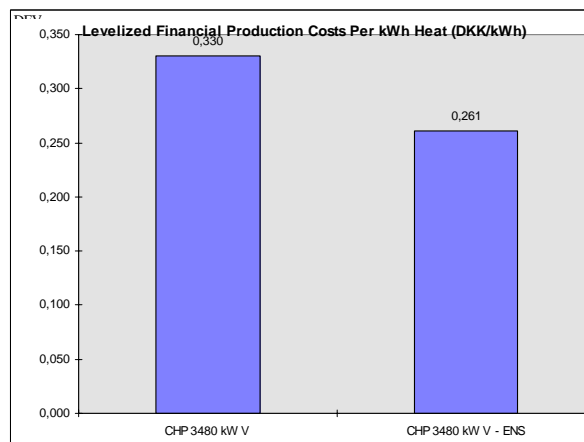
**Figur 8: Balancerede varmeproduktionspriser for produktionsenheder i afregningsperioder. Naturgasprisen antages konstant i faste priser.**

Figur 9 viser de balancerede varmeproduktionspriser for forskellige produktionsenheder, når naturgasprisen antages at følge Energistyrelsens fremskrivning. Det fremgår, at produktionsprisen på spidslastkedlerne i dette scenarium er godt 10 % dyrere i drift end gasmotorerne i højlast. Med Energistyrelsens aktuelle forventning til fremtidens naturgaspriser vil der på længere sigt således ikke være basis for at omlægge til kedeldrift i højlast.



**Figur 9: Balancerede varmeproduktionspriser hvor for produktionsenheder i afregningsperioder. Naturgasprisen antages at følge Energistyrelsens fremskrivning.**

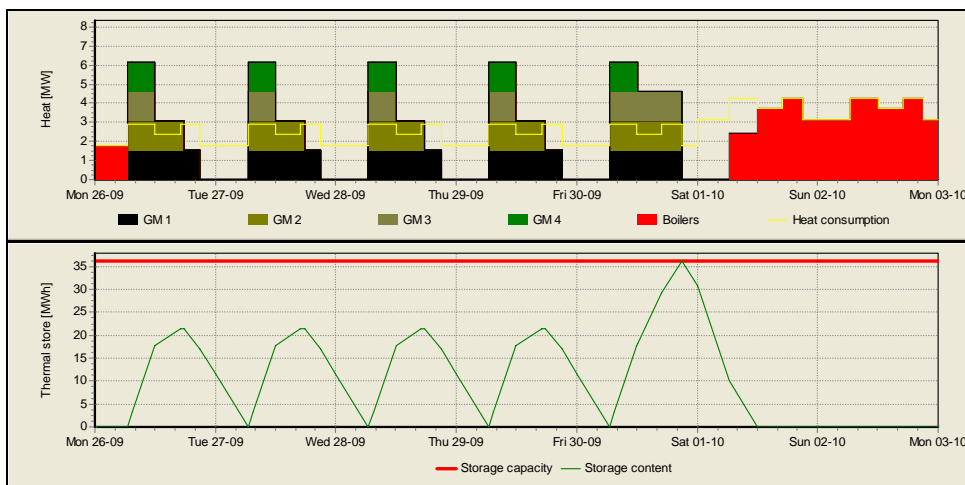
Figur 10 viser den samlede balancerede varmeproduktionspris for DFV under den nuværende driftsstrategi, hvor gasmotorer drives i spids- og højlast, under antagelse af at naturgasprisen dels er reelt konstant, dels vil følge Energistyrelsens fremskrivning. Det fremgår, at varmeproduktionsprisen er godt 20 % lavere i Energistyrelsens prisscenario.



**Figur 10: Balanceret varmeproduktionspris med naturgaspris baseret på hhv. konstant realprinsniveau og Energistyrelsens fremskrivning.**

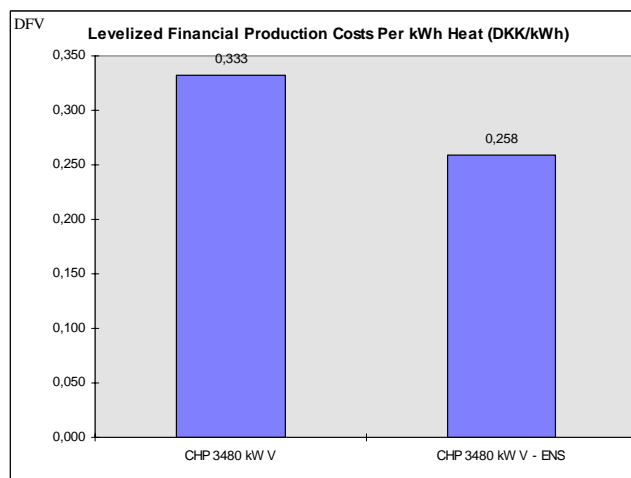
### 3.2 Nuværende drift med "nominelt varmelager"

Figur 11 viser aktuel driftsprofil for værk med nominelt varmelager, dvs. hvor driften indrettes efter at der reelt er tale om en lagervolumen på 865 m<sup>3</sup>. Ved sammenligning med Figur 7 ses at dette giver anledning til øget gasmotordrift i højlast.



**Figur 11: Driftsprofil (varmeproduktion og varmelager) for uge 39 med 865 m<sup>3</sup> varmelager.**

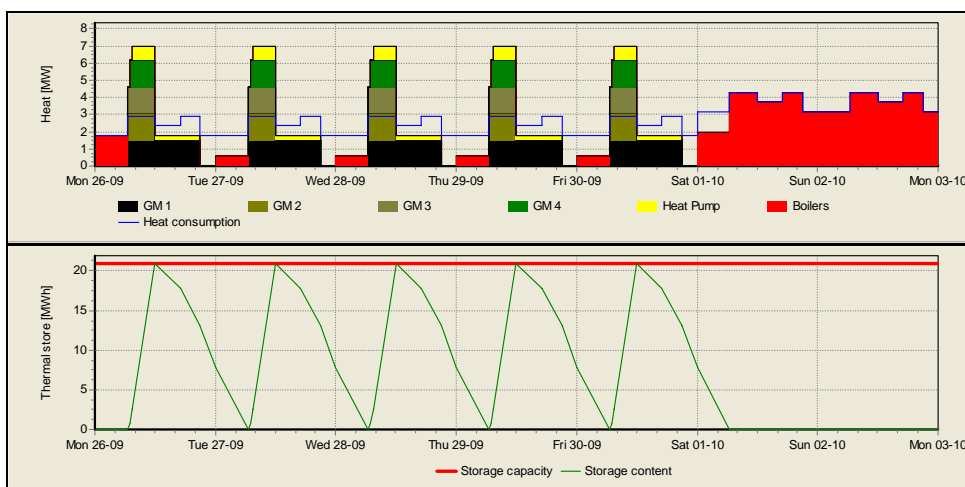
Figur 12 viser ved sammenligning med Figur 10, at en driftsstrategi med nominelt varmelager ikke giver en driftsøkonomisk besparelse ved konstant 2006-prisniveau for naturgas. Dette skyldes den lavere produktionspris ved kedeldrift i højlast, der fortrænges. Antages Energistyrelsens fremskrivning at gælde opnås en driftsøkonomisk besparelse på 2 %, hvilket skyldes øget elproduktion i højlast.



**Figur 12: Balanceret varmeproduktionspris ved nominelt varmelager, hhv. konstant realprisniveau og Energistyrelsens prisfremskrivning for naturgas.**

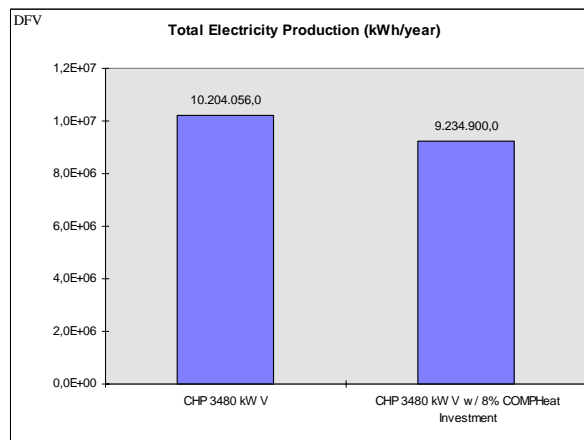
### 3.3 Drift med ”kraftvarmepumpe” og beregnet varmelager

Figur 13 viser aktuel driftsprofil for værk med ”kraftvarmepumpe” og beregnet varmelager. Sammenlignes med Figur 7 ses, at varmepumpen typisk fortrænger gasmotordrift i højlast. Med denne driftsprofil reduceres spidslastkedlernes andel af varmeproduktionen på årsbasis fra 53,4 % til 50,4 %. Gasmotordrift i højlast reduceres fra 1.698 til 1.569 fulldlasttimer. Gasmotordrift i spidslast er uændret.



**Figur 13: Driftsprofil for “kraftvarmepumpe” (varmeproduktion og varmelager) for uge 39 med 500 m3 varmelager**

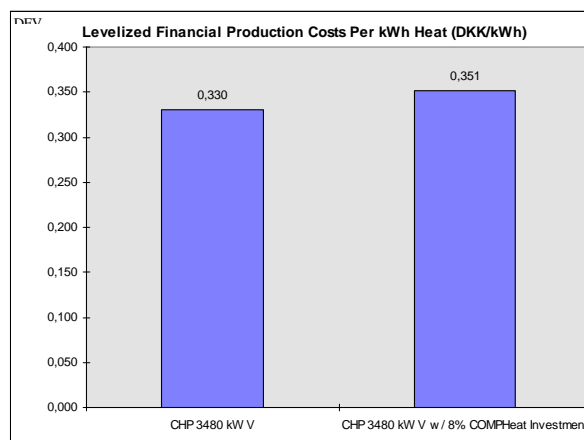
Figur 14 viser den årlige netto-elproduktion for ”kraftvarmepumpe” sammenlignet med nuværende anlæg og drift. Det fremgår, at netto-elproduktionen reduceres med 10%. Reduktionen skyldes dels at elproduktionen ved gasmotordrift reduceres med varmepumpens effektforbrug samtidig med at den øgede varmeproduktion helt fortrænger gasmotordrift i visse højlasttimer.



**Figur 14: Årlig netto-elproduktion for reference og “kraftvarmepumpe”.**



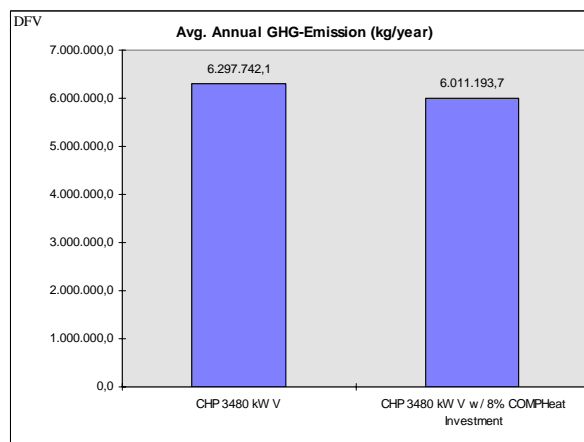
Figur 15 viser den samlede balancerede varmeproduktionspris for ”kraftvarmepumpe” sammenlignet med nuværende anlæg og drift. Det fremgår, at varmeproduktionsprisen øges med 6 % ved installation af varmepumpe under forudsætning af konstant 2006-prisniveau for naturgas. Stigningen er på 9 % under forudsætning af Energistyrelsens prisfremskrivning for naturgas.



**Figur 15: Balanceret varmeproduktionspris for reference og ”kraftvarmepumpe”.**

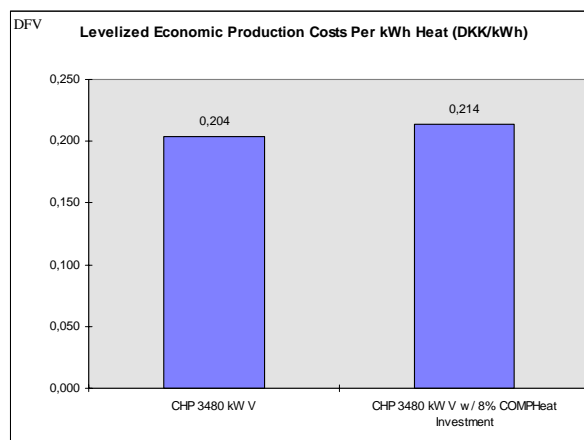
### 3.4 Miljø, samfundsøkonomi, statsfinanser – argumenter til den energipolitiske debat

Figur 16 viser den årlige emission af CO<sub>2</sub>-ækvivalenter under forudsætning af at den ekstra elproduktion som leveres af elsystemet produceres under CO<sub>2</sub>-kvotesystemet.



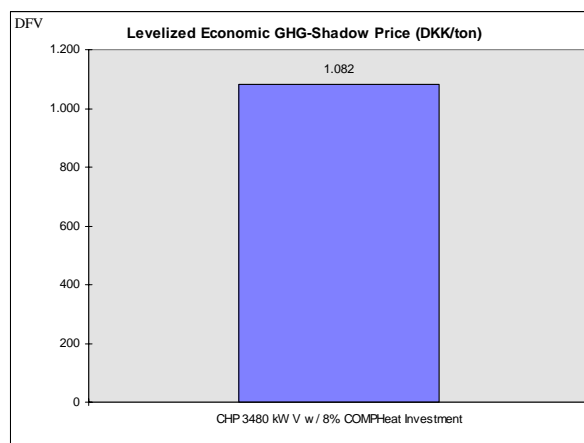
**Figur 16: Årlig CO<sub>2</sub>-emission for reference og ”kraftvarmepumpe” når der ses bort fra systemforskydninger som følge af reduceret elproduktion.**

Figur 17 viser, at den balancerede samfundsøkonomiske varmeproduktionspris øges med 5 % for ”kraftvarmepumpen”.



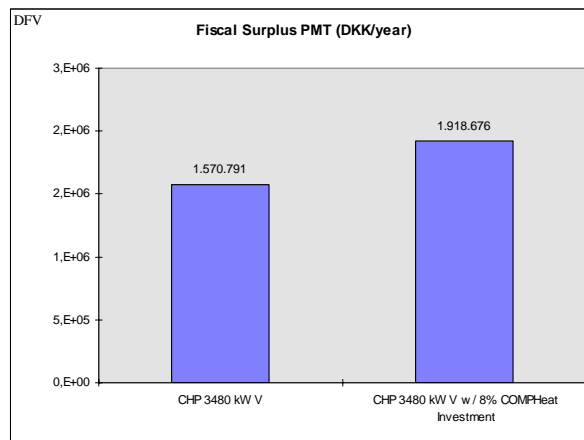
**Figur 17: Balanceret samfundsøkonomisk varmeproduktionspris for reference og ”kraftvarmepumpe” ekskl. værdi af eksternaliteter, herunder evt. CO2-fortrængning.**

Figur 17 viser, at CO2-skyggeprisen for ”kraftvarmepumpen” beløber sig til DKK 1,082 per ton CO<sub>2</sub>, hvilket er væsentlig over den aktuelle og forventede fremtidige markedspris for CO<sub>2</sub>-kvoter. Dette resultat forudsætter at den reducerede elproduktion opvejes af anlæg indenfor CO<sub>2</sub>-kvotesystemet.



**Figur 18: Balanceret samfundsøkonomisk varmeproduktionspris for reference og ”kraftvarmepumpe” ekskl. værdi af eksternaliteter, herunder evt. CO2-fortrængning.**

Figur 17 viser, at ”kraftvarmepumpen” giver et årligt statsfinansielt overskud på DKK 350,000, bl.a. under forudsætning at afgiftsniveauet holdes konstant i faste priser, samt at investeringer og evt. øgede D&V-udgifter skaber mer-beskæftigelse.



**Figur 19: Årlig statsfinansielt overskud for reference og “kraftvarmepumpe”.**

## 4. Avancerede alternativer

Dette notat har valgt alene at se mere detaljeret på den enkleste og mest driftssikre strategi for integration af varmepumpe i eksisterende kraftvarmeproduktion. Det kan dog ikke afvises at der fra et selskabsøkonomisk perspektiv og fra et samfundsøkonomisk systemperspektiv kan være alternative driftsstrategier, der er ønskelige. Nedenfor følger en kort oversigt over og diskussion af avancerede alternativer:

Alternativ	Diskussion
Supplerende elanvendelse af varmepumpe i fjernvarmeproduktion under L1417 med jordslangeanlæg.	Vil være konkurrencedygtig overfor kedler i alle spotprisperioder, men har ikke tilstrækkelig kapacitet til helt at fortrænge kedelproduktion. Vil fortrænge 30 % af den eksisterende varmeproduktion på spidslastkedler. Økonomisk tvivlsom især pga. af udgifter til jordslangeanlæg.
Supplerende elanvendelse af varmepumpe i fjernvarmeproduktion under L1417 med forskudt produktion, herunder lagring af røggasvarme i koldt varmelager.	Kræver en meget avanceret styringsstrategi og rullende markedsstyring. Overkommelig investering i ”koldt” varmelager. Interessant at arbejde videre med i et samfundsøkonomisk systemperspektiv. Dette koncept ligger nær Advansors rapporterede koncept og notat, der peger på simpel tilbagebetalingstid på under 4 år.
Anlæg af varmepumpe med fuld varmeproduktionskapacitet og jordslangeanlæg drevet under L1417.	Kan ses som et alternativ til fortsat kraftvarmeproduktion. Alene jordslangeanlægget vil koste DKK 5 mio, samlet anlægspris næppe under DKK 20 mio. Stor økonomisk risiko, hvor driftsøkonomien vil være helt afhængig af elprisudviklingen. Kan være interessant i et samfundsøkonomisk systemperspektiv under forceret vindkraftudbygning, hvor spotmarkedet må forventes at udvise store udsving. Kan evt. kombineres med sæsonlagring af varme.